

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство [4,6].

3. Использование специальных бурильных труб, имеющих в своем составе винтообразные канавки, отрицательный угол наклона которых при вращении бурильной колонны обеспечивает поднятие частиц шлама со стенки скважины, а изменяющийся угол наклона спиральных плоскостей ускоряет их движение и выносит в проходную зону поперечного сечения ствола скважины с максимальной скоростью потока (трубы серии «Гидроклин») [6].

4. Использование осциллятора-турбулизатора. За счет включения в компоновку осциллятора-турбулизатора, создаются низкочастотные колебания, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизует восходящий поток промывочной жидкости и способствует повышению степени выноса шлама буровым раствором в затрубном пространстве скважины.[7]

5. Использование обратной промывки скважины, путем закачки бурового раствора по затрубному пространству. Шламодонная дюза разрушается механически – долотом и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости. При обратной промывке расход БР равен расходу при прямой промывке. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения. Применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения [6].

Заключение. Исследование показывает, что наклонно-направленное бурение эффективно при сложном рельефе местности; при ограничениях размещения буровой; при сложных геологических условиях залегания полезных ископаемых, не позволяющих вскрыть их вертикальными скважинами. ННБ имеет ряд преимуществ, однако возникают различные трудности, одной из которых является вынос шлама при больших зенитных углах.

Таким образом, в работе были представлены результаты расчета, которые показали наличие разных режимов течения жидкости в кольцевом пространстве. Увеличение расхода промывочной жидкости для создания турбулентного режима имеет ряд ограничений в связи с возможностью гидроразрыва пласта, размыва стенок скважин, также сильное увеличение расхода уменьшает скорость бурения и влияет на эффективную работу ВЗД. Однако, можно добиться наиболее эффективной очистки забоя за счет подбора реологических параметров бурового раствора. Установлено, что для качественной очистки скважин, возможно применение различных технологических способов улучшения выноса шлама с забоя, позволяющих турбулизировать поток бурового раствора и эффективнее очищать скважины от разрушенной породы.

Литература

1. Савоськин С.В., Шведова И.Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения// Геология, география и глобальная энергия. -2014 .-№4
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – 10-12 с
3. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Бурение & Нефть. – 2010. – № 6
4. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С., Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама// Нефть. Газ. Новации. -2016 .-№3
5. Пушмин П.С., Романов Г.Р. Проблемы промывки наклонно-направленных скважин// Известия Сибирского отделения секций наук о Земле РАН. -2014. -№3
6. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. -2015.-№3
7. Еромасов А.В., Рахматуллин Р.Р. Осциллятор-турбулизатор для бурения нефтяных скважин// Бурение и нефть.-2015
8. Ламбин А.И. К вопросу регулирования режима очистки скважины // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 4 (57). С. 119–124. DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-119-124.
9. Леонов Е. Г., Исаев В. И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов.– М.: Недра, 1987.– 304 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

М.И. Губарев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цели выполнения данной работы:

- исследовать распределения температуры в крепи скважины для получения возможности определения влияния одиночной скважины на массив ММП, а также осуществить анализ устойчивости устьев скважин в составе куста при их тепловом взаимодействии;
- оценить эффективные технологии, предназначенные для устранения имеющихся проблем, выдать рекомендации по устранению этих проблем с применением рассмотренных технологий.

В настоящее время около 80% разведанных месторождений полезных ископаемых располагаются на территориях, для которых характерно повсеместное распространение многолетнемерзлых пород (далее – ММП). Большинство аварий и осложнений, появление которых возможно при сооружении и эксплуатации скважин в интервалах, сложенных ММП, во многом определяются отсутствием детальных данных, характеризующих строение имеющегося в скважине низкотемпературного разреза и глубинные геокриологические условия. [5].

Существующие методы тепловых расчетов дают возможность определять температуру горных пород, залегающих вокруг скважины, в её приствольной зоне, либо температуру бурового раствора или продукции скважины, в зависимости от того, бурящаяся скважина или добывающая [1, 3].

Решения для определения температуры ММП вокруг скважины, при известной температуре во внутренней полости скважины, возможно разделить на два типа: решения задач в постановке Стефана, а также решения задач в постановке Колесникова [2, 3]. Ключевое отличие данных постановок состоит в том, что в постановке Стефана фазовые переходы в ММП происходят при фиксированной температуре, равной 0 °С, в то время как в постановке Колесникова фазовые переходы в ММП происходят в интервале температур.

Скважина и окружающий ее приствольную зону массив ММП представляют собой единую теплообменную систему. Основная задача состоит в определении температурного поля при теплопередаче через многослойную крепь скважины.

Температура по толщине обсадных колонн принимается постоянной, температурное поле во всех цементных кольцах определяется системой [4]:

$$\begin{cases} T_1 = T_{ж} + (T_y - T_{ж}) \frac{\ln \frac{r}{r_2}}{\ln \frac{r_2}{r_3}}; & r_2 \leq r \leq r_3, \\ T_2 = T_y + (T_x - T_y) \frac{\ln \frac{r}{r_4}}{\ln \frac{r_4}{r_5}}; & r_4 \leq r \leq r_5, \\ T_3 = T_x + (T_{ск} - T_x) \frac{\ln \frac{r}{r_6}}{\ln \frac{r_6}{r_c}}; & r_6 \leq r \leq r_c \end{cases} \quad (1)$$

где $T_{ж}$ – соответственно температуры массива ММП в зоне контакта с крепью и бурового раствора/флюида, T_y – температуры во всех цементных кольцах, T_x – температуры на границах цементных колец, $r_2, r_3, r_4, r_5, r_6, r_c$ – радиусы для цементных колец, обсадных труб и скважины.

Результаты расчета температурного поля с учетом приведенной выше системы показывают, что с течением времени температура на границе системы «стенка скважины – ММП» увеличивается (Рис.1).

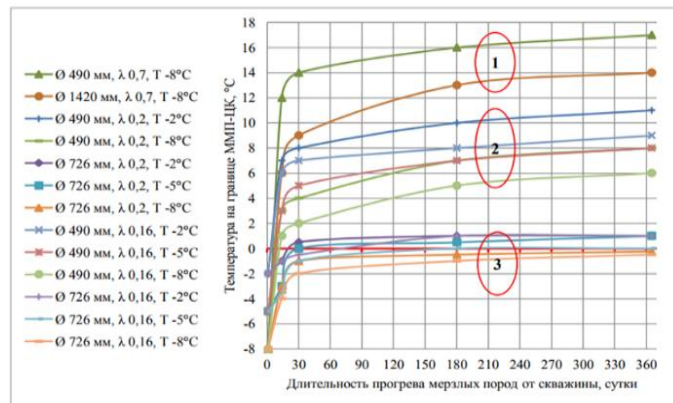


Рис. 1 - Графики изменения температуры на границе внешнего цементного кольца

В случае, если скважины располагаются на кусте, имеет место взаимное влияние на массив ММП со стороны добывающей и бурящейся скважин. Для этого случая температурное поле будет иметь вид [4]:

$$T(r, t) = T_{мп} + \frac{(T_B - T_{мп})}{9,12} \left(-Ei \left(-\frac{r_1^2}{4at} \right) \right) + \frac{(T_D - T_{мп})}{9,12} \left(-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4at} \right) \right) \quad (2)$$

где T_B – соответственно температуры на стенках добывающей и бурящейся скважин, находящихся рядом, $T_{мп}$ – естественная температура массива ММП, $-Ei(-u)$ – интегральная показательная функция, a – коэффициент температуропроводности пород, t – время теплового воздействия, r_1, r_2 – соответственно расстояния от произвольной точки до добывающей и бурящейся скважин.

Результаты расчета температурного поля с учетом приведенной уравнения показывают, что при длительности периода сооружения интервала, составляющей менее одного месяца, температура на границе

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

системы «стенка скважины – ММП» находится ниже 0°C , что удовлетворяет условию нерастепления массива ММП (Рис. 2).

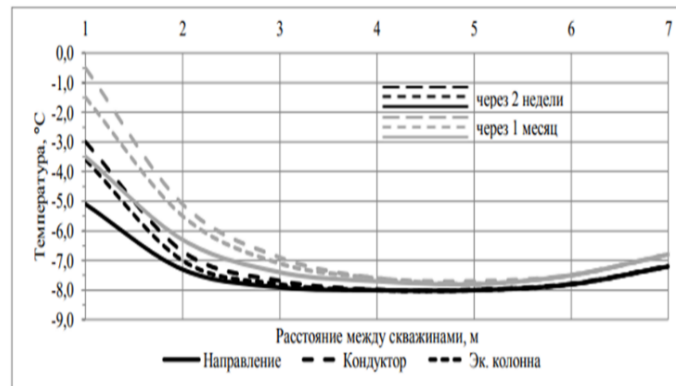


Рис. 2 - Распределение температуры между скважинами, находящимися на расстоянии 8 м друг от друга

Одним из вариантов получения тампонажных материалов, имеющих низкое значение теплопроводности, является применение в их составе компонента Термогласс, представляющего собой гранулированное пеностекло, которое получают при помощи спекания измельченного в пыль стеклянного боя и порообразователя (мел, доломит, кокс).

Другим возможным вариантом решения проблемы растепления ММП является применение термоизолирующих направлений обсадной трубы – термокейсов. Основная колонна создается из стальных труб диаметром 530 и 820 мм по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (ППУ).

По результатам проделанной работы возможно дать следующие рекомендации устранения выявленной проблемы:

- 1) предупреждение проблем, связанных с растеплением ММП, состоит в термоизоляции скважины, в применении специальных типов буровых растворов и их дополнительном охлаждении;
- 2) наибольшей эффективностью обладает термоизоляция скважины, так как данный метод создает задел безопасной работы при последующей эксплуатации скважины;
- 3) термоизоляция скважины может осуществляться применением тампонажных материалов с низкой теплопроводностью и созданием специальной термоизолирующей конструкции обсадной колонны – термокейса;
- 4) для достижения максимальной термоизолированности скважины и защищенности массива окружающих ММП, применение данных решений следует осуществлять совместно.

Литература

1. Ермилов О.М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты / О.М. Ермилов, Б.В. Дегтярев, А.Р. Курчиков. Новосибирск: Изд-во СО РАН. - 2003. - 218 с.
2. Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах // Криосфера Земли. - 2003. - Т. IX. - № 4. - С. 102–104.
3. Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: Дис. ... канд. техн. наук. - М., 2009. - 161 с.
4. Рогов В.В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. - Ухта: УГТУ, 2013. - 19 с.
5. Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании / З.С. Салихов, И.А. Зинченко, А.В. Полозков, А.В. Орлов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006. - № 8. - С. 8-22.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР В НЕФТЕПРОВОДАХ

Н.Ю. Демидов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: сравнение результатов расчетов гидравлического удара в магистральных нефтепроводах и аварийных утечек при разгерметизации линейной части трубопровода, полученных при использовании программного модуля ТОХИ+Гидроудар и модели Н.Е. Жуковского.

Явление гидроудара несет в себе разрушительную силу для технологического оборудования, разрушение которого может привести к загрязнению окружающей среды, вплоть до экологической катастрофы.